

Recursos, Inversiones y Regulación para la Transición Energética

La Transición Energética va a requerir que se movilice una cantidad ingente de recursos para financiar las inversiones en renovables, eficiencia y ahorro, despliegue de redes y electrificación que son necesarias para alcanzar los objetivos de descarbonización a 2030. Sólo en España, para la próxima década, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) los cuantifica en 241.000M€.

Pero el que esto vaya a ser así, el que se movilicen los recursos para llevar a cabo las inversiones, no depende sólo de que se enuncien los objetivos, sino sobre todo – y casi exclusivamente - de que existan los incentivos adecuados. Y los incentivos los determina la **regulación** que acompañe, o no, a la Transición Energética. Porque si entendemos Transición Energética como el cumplimiento de la senda de reducción de emisiones, Transición Energética no hay sólo una sino tantas como posibles regulaciones, sin ser todas ellas equivalentes en cuanto a sus efectos sobre cuestiones tan diversas, e importantes, como la eficiencia de las inversiones y la velocidad con la que se lleven a cabo, los precios y los beneficios para los consumidores, la identidad de los agentes que protagonizan el cambio, el empleo que se crea, y los efectos distributivos de todo ello. En definitiva, el éxito de la Transición Energética – entendida ahora sí en su sentido más amplio, que engloba también el de Transición Justa - dependerá de que se diseñe correctamente para que los incentivos de consumidores y empresas vayan en la dirección correcta, alcanzando mayores cotas eficiencia y una distribución equilibrada de los beneficios que sin duda traerá. Por tanto, recursos, incentivos y regulación...porque los recursos y las inversiones adecuados vendrán de la mano de la buena regulación, o no vendrán.

Inversiones en Renovables

Algunos ejemplos, aplicados al ámbito de las energías renovables, ayudan a ilustrar la importancia de la regulación. En estos momentos, y hasta que se convoquen nuevas subastas tras la esperada aprobación de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, quienes invierten en renovables en España lo hacen básicamente, o exponiéndose a la volatilidad de los precios del mercado eléctrico, o a través de PPAs, si es que encuentran contraparte que esté dispuesta a firmar contratos de una duración suficiente a un precio adecuado.

¿Es esto una manera adecuada, y eficaz, para promover las inversiones en renovables? En mi opinión, no. La razón es sencilla y por todos conocida. Los mercados, y el eléctrico no es una excepción, son marginalistas...y esto quiere decir que el precio del mercado se determina en función del coste de la última unidad que está en juego, esto es, del coste marginal de la unidad marginal. Una vez acometidas las inversiones en capacidad de generación, el único coste que está en juego es el de la producción....y el coste marginal de la producción renovable es muy cercano a cero.

Por tanto, en horizontes no tan lejanos, a medida que vaya aumentando la penetración de las renovables de acuerdo con los objetivos del PNIEC, el precio del mercado eléctrico español caerá, y lo hará de manera relativamente brusca en las horas en las que las centrales de ciclo combinado dejen de ser la tecnología marginal, o dejen de marcar el coste de oportunidad para las centrales hidroeléctricas. Y será precisamente en esas horas cuando las renovables concentren la mayor parte de su producción, percibiendo por tanto precios medios muy inferiores a los precios medios del mercado, y que serán a su vez inferiores a sus propios costes medios. No hay más que remontarse a los últimos días de las Navidades pasadas para confirmar que cuando sobra la energía con origen renovable, sus productores están dispuestos a colocar los vertidos en el mercado a cualquier precio. Poco importa si los costes de inversión fueron elevados porque no por elevar los precios se recuperará una mayor parte de los costes hundidos, sino lo contrario. Todo lo que sobra carece de valor, y no habrá nadie dispuesto a pagar por ello.

Pues bien, con la cautela con la que hay que tomar las simulaciones a futuro, las proyecciones del precio de mercado que percibirá la fotovoltaica, si se cumplen los objetivos del PNIEC, podrían rondar los 35-40€/MWh en 2025 y los 15-20 €/MWh en 2030, con unos vertidos que entonces podrían suponer el 10% de la producción. ¿Los costes actuales de inversión en fotovoltaica aguantan estos números? Con los datos actuales de los que disponemos, todo apunta a que no. La senda de precios futuros, más las primas de riesgo asociadas a la fuerte incertidumbre sobre dichos precios, más la posibilidad de que se produzcan importantes vertidos, no hacen viables las inversiones en fotovoltaica a mercado...ni hoy, ni mucho menos en los próximos años.

Apetito inversor

¿Qué puede entonces explicar el apetito inversor que parece haberse instalado? Con datos de REE a Noviembre de 2019, ya se había concedido derecho de acceso a 77GW fotovoltaicos, estando 28GW adicionales solicitados - datos muy superiores al objetivo del PNIEC de alcanzar una potencia instalada de casi 37GW fotovoltaicos en 2030. Más allá de que las solicitudes de punto de acceso y los accesos concedidos escondan objetivos bien distintos al de llevar a cabo finalmente las inversiones, lo cierto es que estos datos, más o menos inflados, apuntan que hay empresas dispuestas a invertir en fotovoltaica.

Hay quien podría pensar que los bajos tipos de interés y la ausencia de otras oportunidades de inversión podrían explicar el aparente apetito inversor. Pero si de verdad lo que se vislumbran son pérdidas a futuro, a nadie le gusta quemar dinero incluso si se ha prestado a coste cero. Las otras posibles razones que lo explican podrían tener efectos no deseables. Primero, puede ser que los agentes prevean precios del mercado no tan bajos como los que sugieren estas simulaciones; por ejemplo, si se espera que se ejerza poder de mercado – cuestión no descartable. Segundo, puede ser también que, ante la previsión de precios tan bajos, las empresas esperen que otras empresas dejarán de invertir, evitando con ello la caída de precios...pero ¿y si todos piensan igual? No sería la primera vez que estamos ante un problema de *boost and bust* en la inversión por falta de coordinación. Tercero, también puede ser que los inversores esperen que, de tener problemas de viabilidad económica, serán rescatados porque el Gobierno no podrá permitirse que eventualmente se desconecten tantos GW del

sistema, poniendo en riesgo el cumplimiento de sus objetivos medioambientales. También puede haber otras razones – miopía de los inversores, cortoplacismos, conflictos de intereses por parte de quienes impulsan las inversiones y por parte de quienes realizan las predicciones de precios, intentos de copar el mercado antes de que lleguen otros, integración vertical y poder de mercado en la comercialización ...- Pero incluso dejando de lado estos posibles motivos, ninguno de los anteriores – poder de mercado en la generación, frenazo o falta de coordinación en las inversiones, rescates ante quebrantos patrimoniales - serían deseables. Ni para el Gobierno, ni para las empresas, ni para los consumidores.

Los PPAs no son la solución, y podrían ser el problema

Hay quienes defienden que la solución pasa por los PPAs. Pero ni hay PPAs en cuantía suficiente para cubrir todas las inversiones necesarias, ni de existir, aportarían resultados plenamente satisfactorios. El subyacente de los PPAs sigue siendo el mercado, y ningún comprador estará dispuesto a comprometerse, durante un periodo de tiempo compatible con la recuperación de las inversiones, a pagar un precio muy superior al que podría pagar comprando esa misma energía en el mercado. Además, los PPAs no evitan que alguna de las dos partes pague altas primas de riesgo (lo cual se traduce en un mayor coste), como tampoco evitan que sólo algunos pocos (los grandes agentes con capacidad crediticia y con fuerte poder negociador, bien sean compradores o vendedores), y no el conjunto del sistema, acaben beneficiándose de los menores costes de las renovables. Los PPAs nos traerían de nuevo la bilateralización del sector, que tan perniciosa es para la eficiencia y para la equidad. La experiencia en España previa a la separación entre generación y transporte es una buena muestra.

Por todo ello, para que la transición energética tenga lugar al menor coste y en beneficio de los consumidores, es necesaria una nueva manera de retribuir a las renovables, que no dependa de los precios de un mercado cuya evolución es del todo ajena a sus costes si no de un mercado que revele y retribuya sus costes incluidos, naturalmente, los costes de capital: el mercado de subastas que determine la retribución de la energía a largo plazo.

La experiencia en Portugal

Los portugueses ya lo han empezado a abordar, con relativo éxito. Y digo relativo éxito porque en sus subastas hay elementos positivos, y otros no tanto. Empecemos por lo positivo. Es adecuado que en las subastas se establezca de forma competitiva la retribución por la energía. La certidumbre sobre el precio del MWh permite a los inversores reducir sus costes de financiación, y la competencia entre ellos permite que las pujas ganadoras converjan a sus costes medios. Todo ello ha permitido alcanzar precios de 20€/MWh de los que se beneficiarán todos los consumidores portugueses. Sobra decir que estos precios están muy por debajo de los precios que ahora estamos pagando en España por esa misma energía y muy por debajo de los precios que pagamos por cualquier otra energía, del origen que sea.

También es adecuado que en las subastas en Portugal se haya resuelto conjuntamente la asignación del suministro y el derecho de acceso, dando acceso a quienes están dispuestos a suministrar esa energía al menor coste para el sistema. De este modo, los portugueses han dado una respuesta adecuada a una cuestión que tan mal hemos abordado en España, donde

la asignación del acceso se ha hecho con la intervención, no siempre neutral, de los interlocutores de nudo...lo que ha constituido, en no pocos casos, una violación del principio de acceso de terceros a la red, poniendo en juego algo tan importante como es la verdadera libertad de entrada.

El aspecto menos positivo de las subastas en Portugal ha sido la opción otorgada a los inversores de pagar por el acceso, en vez de ser retribuidos por el suministro eléctrico. El peaje de acceso, expresado en €/MWh, se convierte en un coste variable. Ello implica que cuando haya un volumen suficiente de energía sujeto a estos mismos peajes, las empresas concesionarias acabarán traspasándolo a precios, y quienes pagarán el coste del acceso serán, paradójicamente, los consumidores. Además, si el precio del mercado se sitúa por debajo del peaje de acceso (p.e. los 25€/MWh que algunos han pagado), los propietarios de las instalaciones desaprovecharán el recurso renovable a pesar de que el coste real de esa energía sea cercano a cero. Es decir, se está dando acceso a instalaciones que serán infrautilizadas. Por último, pero no por ello menos importante, con este sistema se sigue incidiendo en la opción de los PPAs o integración vertical para el suministro, incidiendo en las asimetrías entre unas empresas y otras, lo que no lleva más que, de nuevo, a la bilateralización. El sistema, en su conjunto, debe de ser la contraparte de los contratos del suministro eléctrico renovables para que sean todos los consumidores, y no sólo unos pocos, quienes se beneficien.

Vertidos

Para recuperar costes, hay que tener suficientes ingresos, por lo que una menor incertidumbre sobre los ingresos futuros aporta mayor garantía sobre la recuperación de costes, y con ello, un mejor acceso a una financiación a menor coste. Pues bien, los ingresos son el producto entre el precio y la cantidad vendida. Las subastas aportan certidumbre sobre el precio, pero ¿qué pasa con la incertidumbre sobre las cantidades? En ausencia de vertidos, la incertidumbre sobre la cantidad producida es intrínseca a la propia inversión – habrá más o menos radiación, más o menos viento -...pero a lo largo de la vida útil de una instalación, contando con los registros históricos de cada emplazamiento, dicha incertidumbre es menor y en cualquier caso, predecible.

Pero, ¿qué pasa en presencia de vertidos? Los vertidos no sólo se producirán por congestiones en la red... incluso en ausencia de congestiones, habrá momentos en los que haya un exceso de producción renovable para cubrir la demanda. ¿A qué energía, de qué instalación se dará prioridad? El regulador debiera aclarar esta cuestión antes de celebrar las próximas subastas, porque sin pautas, la incertidumbre sobre la producción futura puede elevar las primas de riesgo y con ello los costes la inversión. Una propuesta, a falta de una mayor reflexión: que la energía contratada a través de las subastas celebradas en nombre del sistema tenga la prioridad en caso de vertidos.

¿Neutralidad tecnológica?

Tan importante como el qué se subasta o el cómo, es entre qué o cuáles tecnologías. Atarse las manos a que las subastas sólo puedan ser tecnológicamente neutras, como pretende la Comisión Europea, es un error.

De nuevo, son varios los motivos. El primero se refiere a la eficiencia: no hay certeza de que los inversores, en subastas tecnológicamente neutras, seleccionen la mejor tecnología porque no internalizan ni las externalidades que generan las distintas tecnologías (por ejemplo, en forma de economías de aprendizaje, seguridad de suministro o desarrollo local) ni las complementariedades entre ellas que permiten un suministro a menor coste y con mayores beneficios.

Así, puede no resultar óptimo invertir en la tecnología de menor coste hoy – que es la que se seleccionaría en subastas tecnológicamente neutras – si hay otras tecnologías que, apostando por ellas, podrían llegar a tener costes muy inferiores en el futuro. Tampoco sería óptimo invertir en la tecnología de menor coste hoy si, por ejemplo, existen otras tecnologías de mayor coste pero que se complementan mejor con las existentes, bien por su perfil de producción – el sol brilla de día, y el viento sopla (muchas veces) de noche – o porque faciliten una mejor operación del sistema – la biomasa o la termosolar aportan capacidad firme, y las fotovoltaica y la eólica no.

El segundo motivo se refiere a la equidad: en subastas tecnológicamente neutras, el precio con el que se retribuirá a todas las tecnologías será el marginal de la más cara. Por ello, la neutralidad tecnológica genera rentas en exceso para los inversores, rentas que podrían ser evitadas a través de la competencia por, y no entre, tecnologías siempre que las cuotas para cada tecnología se determinen de forma adecuada – y sin presiones de los lobbies.

Por todo ello, si nada lo tuerce, la esperada Ley de Cambio Climático y Transición Energética nos traerá buenas noticias en relación con los puntos anteriores porque contempla, como describe la nota de prensa que se ha distribuido tras la aprobación del Anteproyecto, que “Desde 2021, se convocarán subastas para impulsar la construcción de al menos 3.000 MW de instalaciones renovables. ...La variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía, con el objeto de que el resultado de las subastas impacte positivamente en el precio que abonan los consumidores por la electricidad... se podrá distinguir entre tecnologías, niveles de gestionabilidad, criterios de localización y de madurez tecnológica u otros acuerdos con la normativa comunitaria.”

Esperemos que la regulación siga llevando la Transición Energética por el camino de la eficiencia y la equidad, no sólo en estas cuestiones sino también en otras igualmente importantes (la regulación sobre la inversión y gestión del almacenamiento, o las funciones del operador del sistema, entre otras) para que se movilicen los recursos y las inversiones en la buena dirección.

Este texto reproduce la ponencia de Natalia Fabra, en el acto
“Energy: an Industry in Transition” organizado en el IESE el 20 de Febrero de 2020